

EXPERIENCIAS CON BOMBAS PCP EN LA UNIDAD DE GESTION GOLFO SAN JORGE - YACIMIENTO CERRO TOTUGA

Ing. Alejandro Luna – Ing. Miguel Colla
Pan American Energy L.L.C.

ABSTRACT

Este trabajo describe la experiencia de campo lograda en la aplicación del sistema de extracción con bombas de cavidades progresiva (PCP), con sus resultados y el análisis de fallas presentadas para obtener una mejor performance de la aplicación del sistema.

La producción actual de la Unidad de Gestión Golfo San Jorge (U.G.G.S.J.) es de 12593 m³/d, obtenida a través de 1 Bomba Jet Pump, 3 Plunger Lift, 4 Surgentes Natural, 29 Bombas PCP, 282 Bombas Electrosumergibles y 1840 Unidades de bombeo. La instalación de bombas PCP se inició debido a la necesidad de resolver problemas operativos y de reservorio, surgidos en determinados yacimientos de la U.G.G.S.J.

En nuestro caso se presenta la experiencia lograda en el yacimiento Cerro Tortuga. Dada la característica de los fluidos se comprobó la eficiencia del sistema PCP, por ello en la actualidad se han instalado un total de 11 equipos.

INTRODUCCION

1) **Ubicación geográfica:** La U.G.G.S.J. se encuentra conformada por las áreas: Cerro Dragón ubicada en las provincias del Chubut y Santa Cruz y los yacimientos Koluel Kaike y Piedra Clavada en la provincia de Santa Cruz.

Se adjunta el gráfico 1: Ubicación geográfica de los yacimientos.

2) Datos de producción:

La producción actual de la U.G.G.S.J. es de 12593 m³/d de petróleo, la misma se obtiene mediante el desarrollo de primaria y de 43 proyectos de recuperación secundaria.

Se adjunta Tabla 1: Datos de producción y equipos por yacimientos.

3) Sistema de Extracción:

La producción de la U.G.G.S.J. se logra, en primer lugar, con el empleo de unidades de bombeo las que representan el 85.2 % del total de los pozos productores, en segundo lugar se ubican las bombas electrosumergibles con un 13.1 % y el 1.7 % restante corresponden a bombas de cavidad progresiva, Jet Pump, Plunger y Surgencia Natural.

Las bombas PCP se instalaron principalmente debido a problemas operativos presentados durante la explotación de los pozos y en otros yacimientos como por ejemplo Piedra Clavada, se empleó como un sistema alternativo entre Bombeo Mecánico y Bombas Electrosumergibles debido a los caudales, costos involucrados y profundidad de instalación.

Se adjunta Tabla 2: Distribución de equipos PCP según los yacimientos.

4) Características de yacimientos:

La U.G.G.S.J. cuenta con una gran diversidad de yacimientos (36 en total) que presentan diferentes particularidades, las mismas están determinadas por las profundidades, características de los petróleos, grado de madurez de los reservorios afectados a recuperación secundaria y composición de los mismos.

El Yacimiento Cerro Tortuga es un yacimiento somero, las arenas productivas se encuentran en profundidades de 800 a 1500 metros y pertenece a las formaciones Comodoro Rivadavia y Mina El Carmen.

La formación Comodoro Rivadavia. Está constituida por una intercalación de areniscas y pelitas de origen fluvial. Las areniscas son líticas cuarzosas, tienen bajo contenido de matriz-cemento, son poco consolidadas y presentan en general buena selección granulométrica. Estas samitas constituyen canales y mantos de amplia extensión y buenas características petrofísicas.

La formación Mina El Carmen se compone de arenas tobáceas y tobas intercaladas con tufitas.

En general las arenas son cuarzo vítreas, presentan abundante matriz de origen volcánico, baja selección granulométrica y alta compactación.

El petróleo de los reservorios es de alta viscosidad y alto contenido de parafina.

Se adjunta Croquis: Pozo Tipo de Cerro Tortuga.

5) Objetivos planteados:

Los problemas presentados en la extracción de los pozos de Cerro Tortuga, generaron la necesidad de replantear la aplicación de otro sistema de extracción, que nos permitiera maximizar la producción y minimizar las intervenciones por fallas repetitivas.

Las fallas que se presentaban generalmente eran: bombas aprisionadas por arena, pozos bloqueados por el no ingreso de fluido a la bomba, pescas de varillas de bombeo debido a las compresiones a las que eran sometidas, baja eficiencia de bombeo por petróleo viscoso y parafinas.

Debido a las características de los fluidos y las profundidades involucradas el sistema PCP fue el que más se adaptó a las condiciones de extracción requeridas.

DESARROLLO

El yacimiento Cerro Tortuga cuenta actualmente con 11 equipos PCP. La instalación de los mismos se inició a mediados del año 2000, desarrollándose en dos fases.

Fase 1: Conocimiento del área de avanzada y desarrollo, en esta primera etapa se empleó para la explotación de los pozos unidades de bombeo mecánico.

La Fase 2: Ante la aparición de intervenciones repetitivas tales como: aprisionamiento de pistón, bloqueos de bomba, pesca de varillas de bombeo y maniobras de circulación con fluido, se decide la implementación del sistema de bombeo PCP.

Estas maniobras y operaciones descriptas anteriormente implicaban la necesidad de contar con equipos de pulling, apoyo logístico de motobombas, aumento del downtime, y se corría el riesgo de incrementar la posibilidad de accidentes al personal operativo, mayor probabilidad de contaminación ambiental y costo adicional no previsto.

Se adjunta el gráfico 2: Instalación de Bombas PCP en Pozos del Yacimiento Cerro Tortuga.

Del análisis de los problemas presentados en la operación se pueden destacar los siguientes:

- **Aprisionamiento del rotor/estator:** Motivado por el paro del equipo, se produce la decantación de arena producida sobre el conjunto de fondo, asimismo durante las maniobras de puesta en marcha se produce el barrido de las roscas de los pines de las varillas de bombeo. La solución a este problema fue el empleo de variadores de frecuencia. En los yacimientos no electrificados, se deben realizar maniobras de librado de rotor y limpieza, esto incluye el empleo de equipos de pulling para librar el rotor y circular el pozo con petróleo o fluido empleando motobombas.

Se adjunta fotografía 1: Falla tipo, barrido de rosca.

- **Desenrosque de tubing:** Por medio del cabezal se transmite el movimiento de rotación desde la superficie al rotor, debido a la interferencia existente entre rotor y elastómeros, se genera un alto torque, aumentado por las características del fluido y la presencia de arena, este fenómeno tiende a desenroscar los tubing, ante un incorrecto funcionamiento del ancla de torque se produce la desvinculación de la cañería. Para evitar este tipo de falla se emplean actualmente anclas de torque rediseñadas, eliminando los flejes por un conjunto resorte - rodillo. Esta falla se observó en los pozos: PCT-271, PCDN-810.

- **Rotura de elastómeros:** Los elastómeros instalados en la operación son del tipo NBR (Butadieno – Acrilonitrilo), con las siguientes características: temperatura máxima de trabajo de 120 ° C, alta resistencia a la abrasión, baja resistencia a los contenidos de aromáticos y baja resistencia al SH2.

La rotura de los mismos obedece a una combinación de altas r.p.m., bajos niveles dinámicos, produciendo una rápida degradación del elastómeros superando temperaturas admisibles de diseño.

Para evitar este tipo de falla se tomaron las siguientes acciones: se generó un programa de monitoreo de niveles con una mayor frecuencia, se automatizaron los pozos inyector, permitiéndonos contar con información ON-LINE de los caudales inyectados y control sobre las variables operativas, habilitándonos a tomar una acción inmediata sobre los pozos productores, actualmente se está iniciando el programa de telemedición y transmisión de datos.

Otro tipo de rotura observada se debió a por una incorrecta selección del elastómero y rotor, esto produce una interferencia mayor de la prevista, fenómeno que genera un exceso de fricción, un aumento de la temperatura y un hinchamiento prematuro del elastómero.

Iniciado este ciclo, el mismo se repetirá hasta la rotura del elastómero por sobrevulcanización, proceso denominado Histeresis.

Para evitar este tipo de falla se realizaron trabajos para la correcta selección de rotores y estatores, teniendo en cuenta análisis de fluido, determinación de temperaturas de fondo de pozo y determinación de hinchamiento de elastómeros.

- **Interferencia de gas:** Todos los elastómeros son permeables al gas, dependiendo de su composición son más o menos permeables (NBR) y (HNBR), produciendo ante un cambio de presión una descompresión que generara burbujas y produce la rotura del elastomero. El fenómeno de interferencia por gas no se ha manifestado en el yacimiento evaluado.

- **Evaluación de Sensores de fondo (Presión / Temperatura):** El Pozo PCT 224 está afectado a recuperación secundaria a partir del año 2002. Esta condición generó una serie de

intervenciones de pulling por bloqueos de bombas, aprisionamiento por arena y subexplotación del pozo.

Ante la necesidad de un cambio en el sistema de extracción se definió como pozo piloto para el ensayo de un sensor de fondo y un variador de frecuencia.

El sensor de fondo monitorea las condiciones de reservorio, presión dinámica y temperatura del fluido, el variador de frecuencia controla el torque entregado y modula la velocidad de rotación del sistema para mantener un valor prefijado de presión de succión sobre la bomba (sumergencia).

Estos equipos nos permiten controlar las variaciones en las condiciones del reservorio por cambios en el sistema de inyección y preservar el conjunto de fondo. Los resultados obtenidos hasta el momento son sumamente exitosos.

Se adjunta tabla3: Ficha de producción del pozo PCT-224.

Se adjunta gráfico 3: comparando producción y sumergencias en el pozo PCT-224.

CONCLUSIONES

- Los incrementos de producción en los pozos con bombas PCP son variables, logrando en algunos casos el mantenimiento y en otros el incremento de producción.
- La aplicación del sistema PCP resulta ser eficiente para la producción de fluidos viscosos y con altos % de arena.
- En los pozos que se instalaron bombas PCP se disminuyeron la frecuencia de intervenciones pozo/año con equipo de pulling.

Datos	Año 2000	Año 2001	Año 2002	Año 2003
Frecuencia Pulling: B.M.	0.6			
Frecuencia Pulling: P.C.P.		0.75	0.43	0.51

- La instalación del sensor de fondo permitió maximizar la producción del pozo al tener control sobre las variables del sistema.
- La incorporación de tecnología de última generación permite cambiar el concepto de la explotación de los pozos con bombas PCP. Así mismo, estos equipos no se pueden emplear masivamente debido a su alto costo de inversión.
- Con la utilización de variadores de frecuencia se redujeron las pescas de varilla de bombeo por limitar el torque que se trasmite.
- El variador de frecuencia permite realizar maniobras de librado de rotor obteniendo en algunos casos resultados positivos y reduciendo la necesidad de intervenir el pozo con equipo de pulling.
- El no contar con zonas electrificadas no nos permite el empleo de variadores, habiéndose registrado fallas de pesca por aprisionamiento por ejemplo en el pozo PCDN- 810.
- Lográndose la reducción de maniobras con equipos de pulling y motobomba se disminuye la posibilidad de accidente al personal operativo y daño al medio ambiente.

- Resumen de mejoras implementadas:

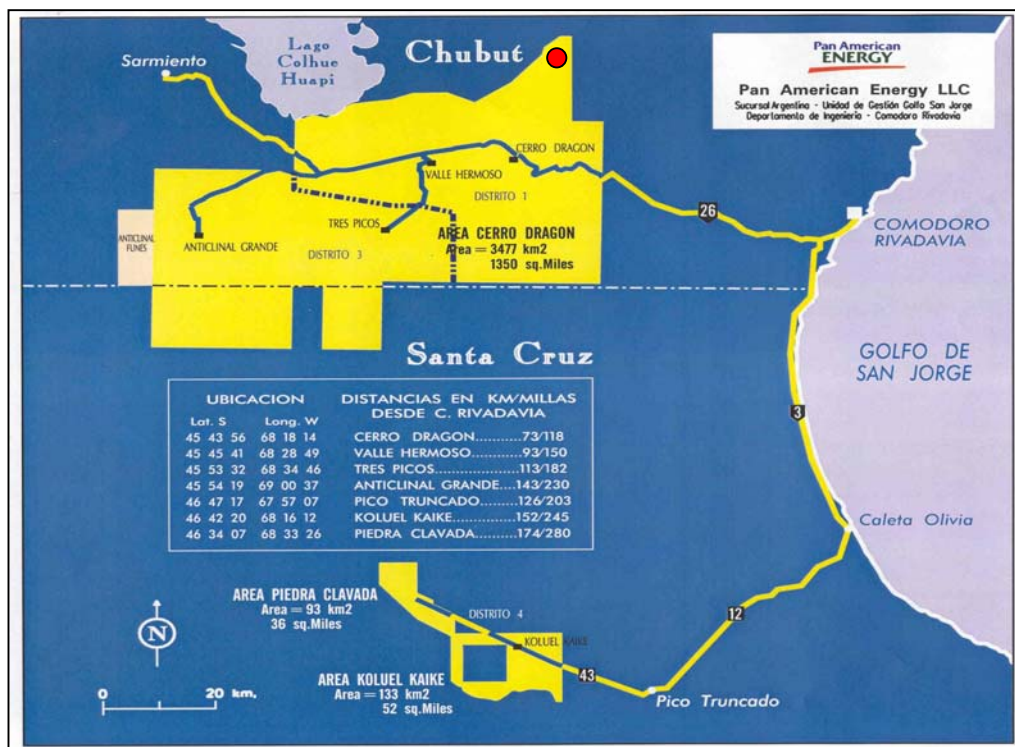
Empleo de variadores de frecuencia.
 Anclas de torque modificadas.
 Telemedición de Inyectores.
 Telemedición de PCP.
 Instalación de sensores de fondo.
 Capacitación al personal operativo.
 Introducción de un cambio cultural de la forma de operar las bombas PCP.

- Desafíos de Pan American Energy:

- ✓ Aumentar el empleo de bombas PCP en pozos de mayor profundidad y caudal.
- ✓ Incrementar el parque actual de bombas.
- ✓ Desarrollar nuevas estrategias con proveedores.
- ✓ Incrementar el número de sensores de presión y temperatura de fondo.
- ✓ Aumentar la vida útil de los equipos.
- ✓ Implementar en todo los equipos elementos de protección.
- ✓ Disminuir costos de inversión.
- ✓ Emplear el sistema de bombeo PCP en yacimientos electrificados.

Tablas y figuras:

Gráfico 1: Ubicación geográfica de los yacimientos.



● Yacimiento Cerro Tortuga

Tabla 1: **Datos de producción y equipos por yacimientos.**

Datos	Cerro Dragón m3/d	P. Clavada m3/d	K. Kaike m3/d	Total m3/d
Producción de Fluido	80375	33215	21750	135340
Producción de Oil	10977	953	663	12593
Producción de Gas	4222715	6000	18757	4247472
Pozos en Producción	1739	259	161	2159
Agua Inyectada	68697	32262	21087	122046
Pozos Inyectores	295	126	71	492

Tabla 2: **Distribución de equipos PCP según los yacimientos.**

Yacimiento	Cantidad de Equipos	Profundidad (mts)	API	Características de yacimiento
Cerro Tortuga	11	1200	21	Arena – Parafina – Viscosidad
Piedra Clavada	8	1600	21	Altos caudales y % de agua.
Cerro Dragón	4	1350	23	Arena.
Las Flores	3	950	23	Arena
Valle Hermoso	1	1550	23	Altos caudales y % de agua.
Anticlinal Grande	1	1100	25	Arena y altos caudales
Pampa	1	1835	17	Viscosidad y gran profundidad.

Croquis: **Pozo Tipo de Cerro Tortuga.**

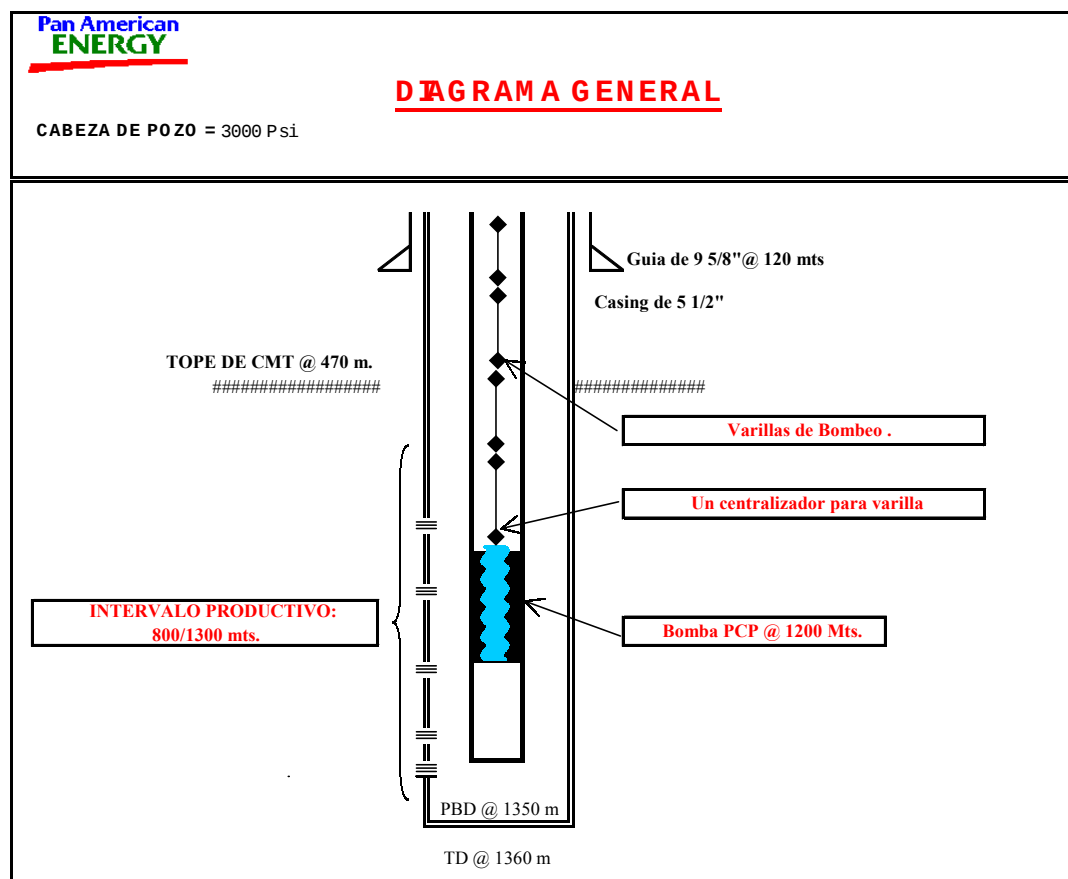
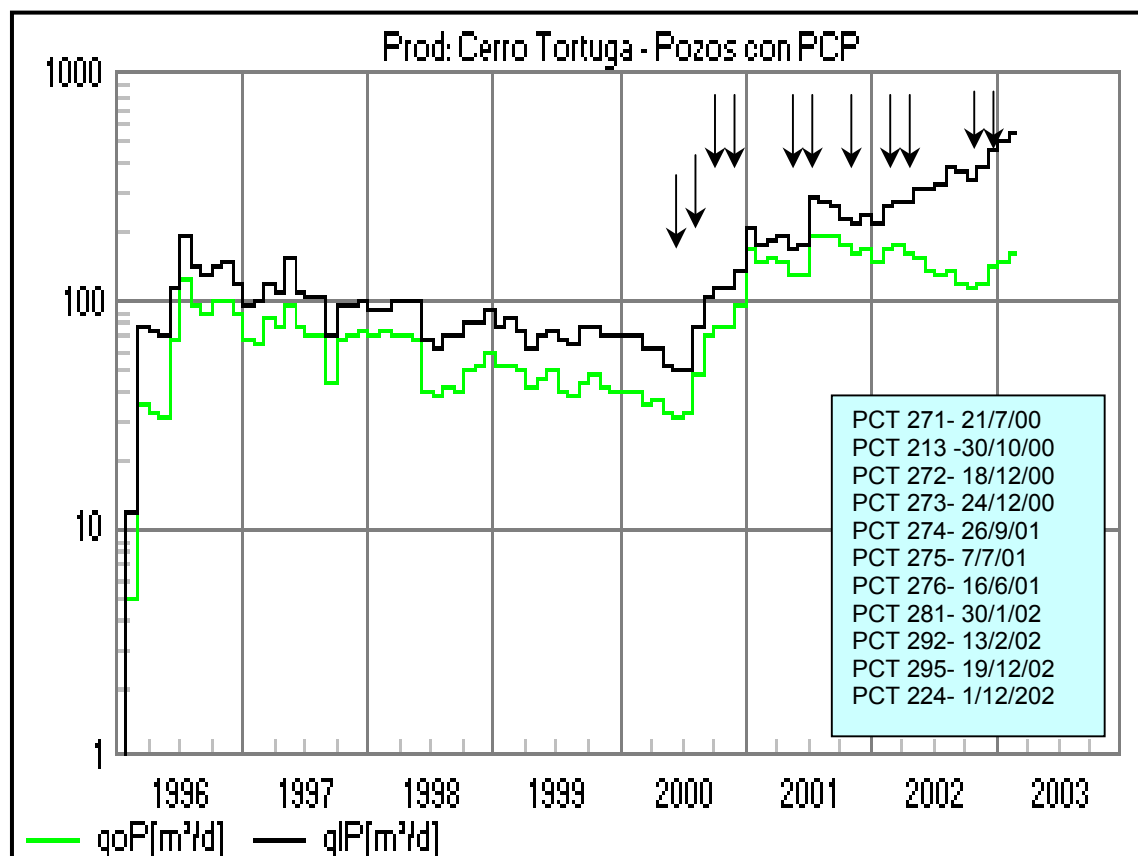


Gráfico 2: **Instalación de Bombas PCP en Pozos del Yacimiento Cerro Tortuga.**



Fotografía 1: **Falla tipo, barrido de pin.**

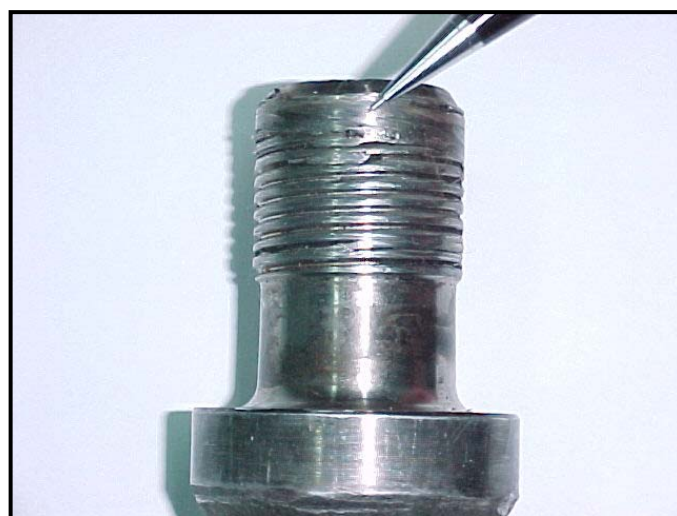
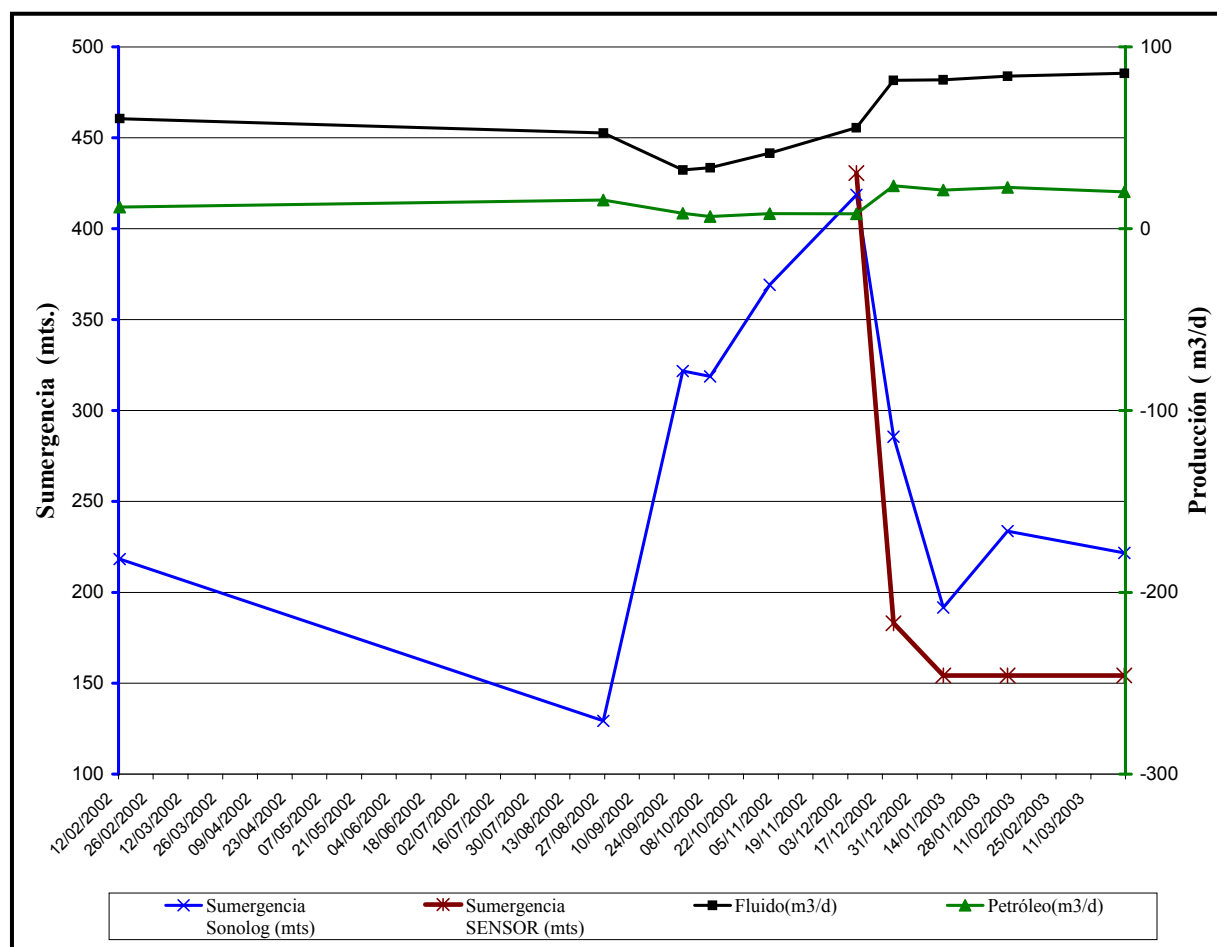


Tabla 3: Ficha de producción del pozo PCT-224.

Fecha	Sistema	Fluido m3/d	% Agua	Petróleo m3/d	GPM / RPM	Bomba	Prof. Bomba mts.	Nivel Sonolog mts.	SENSOR PSI	Nivel Calculado Sensor (mts.)	Delta
12/02/2002	B.M.	60.5	80.4	11.9	9.5	2"	1073.3	855	---		
26/08/2002	B.M.	52.6	70	15.8	11	2"	1073.3	944	---		
14/09/2002	Pulling cambio de bomba										
27/09/2002	B.M.	32.3	73.8	8.5	6	2-1/4"	1082.7	761	---		
08/10/2002	B.M.	33.5	79.9	6.7	6.7	2-1/4"	1082.7	764	---		
28/10/2002	Pulling cambio de bomba										
01/11/2002	B.M.	41.5	80.1	8.3	7.5	2"	1038.1	669	---		
13/11/2002	Se realiza Bacheo y se circula por bloqueo.										
18/11/2002	Se realiza Bacheo y se circula por bloqueo.										
01/12/2002	Pulling cambio de sistema										
06/12/2002	P.C.P.	55.6	85.3	8.2	200	053-17-050	1057.6	639	600	627	-12.0
21/12/2002	P.C.P.	81.6	71.2	23.5	315	053-17-050	1057.6	772	255	875	102.6
10/01/2003	P.C.P.	81.9	74.1	21.2	310	053-17-050	1057.6	866	215	903	37.3
05/02/2003	P.C.P.	83.9	73.0	22.7	271	053-17-050	1057.6	824	215	903	79.3
24/03/2003	P.C.P.	85.5	76.3	20.3	305	053-17-050	1057.6	836	215	903	67.3

Gráfico 3: Comparación de producción y sumergencias en el pozo PCT-224.



CURRICULUM DE LOS AUTORES

COLLA MIGUEL EDUARDO

Ingeniero en Petróleo egresado de la Universidad Nacional de la Patagonia S. J. Bosco promoción 1992.

Desempeño:

Ingeniero de Producción - CAPSA - desde 1992-2001.

Ingeniero de Producción - Pan American Energy desde 2001-2003.

Dirección de e-mail: mcolla@pan-energy.com

LUNA ALEJANDRO

Ingeniero en Petróleo egresado de la Universidad Nacional de la Patagonia S. J. Bosco.

Desempeño:

Ingeniero de Producción - CADIPSA – BG - desde 1990-1995.

Ingeniero de Proyectos Especiales - Bidas - desde 1995-1996.

Ingeniero de Producción - Pan American Energy desde 1996-1998.

Ingeniero de Facilities - Pan American Energy desde 1998-2001.

Ingeniero de Producción - Pan American Energy desde 2001-2003.

Dirección de e-mail: aluna@pan-energy.com